

При корреляции скважин установлено, что изучаемый интервал разреза можно подразделить на несколько частей, границы которых достаточно четко прослеживаются по диаграммам ГИС по смене показаний ГК и ПС, а также по наличию относительно выдержанных глинистых пачек.

В связи с тем, что общая толщина пласта Ю₁ составляет более 60 метров, а распределение коллекторов имеет достаточно сложный характер, для целей корректного сопоставления проницаемых прослоев в межскважинном пространстве трехмерная сетка создавалась с учетом границ циклитов. Согласно предшествующей системе индексации продуктивных пластов в рассматриваемом нефтегазоносном районе, из трех основных интервалов верхний соответствует пласту Ю₁¹⁻², средний – Ю₁³ и нижний – Ю₁⁴.

В ходе ранее выполненной интерпретации результатов сейсморазведочных работ построены карты атрибута RGB-суммирования по спектральной декомпозиции отдельно для верхней и нижней частей пласта Ю₁: Ю₁¹⁻² и Ю₁³⁻⁴. Анализ изображений показывает, что на территории проведения сейсморазведочных работ идентифицируются контрастные линейные извилистые объекты разной степени яркости, которые могут быть ассоциированы с русловыми образованиями.

Геологическая модель месторождения построена с учетом распространения поясов меандрирования, кроме того, была создана контрольная модель на основе интерполяции скважинных данных.

В ходе анализа распределений коллекторов, полученных двумя способами, становится очевидным, что линейная интерполяция некорректно отображает геологическое строение изучаемого объекта. Полученная с применением комплексного анализа сейсмических атрибутов, данных промысловой геофизики и керна модель с учетом распространения палеорусел и приуроченных к ним коллекторов представляется более адекватной, причем величина запасов на основе этой модели сократилась на 20% относительно варианта с линейной интерполяцией.

Выводы:

Создание достоверных геологических моделей невозможно без правильной интерпретации всего комплекса геолого-геофизической информации, в том числе в аспекте литолого-фациальной неоднородности пород, что было показано в работах [4-6].

Оптимальная стратегия геологоразведочных работ и рациональная система разработки в полной мере должна учитывать макронеоднородность пласта.

Использование описанного комплексного подхода на любой, в том числе и на ранней стадии освоения месторождения, позволит повысить объективность определения величин запасов и избежать излишне оптимистичных прогнозов технико-экономических показателей разработки.

Литература

1. Барабошкин Е.Ю. Практическая седиментология (Терригенные коллектора). – Томск: Изд-во ЦППС НД, 2007. – 154 с.
2. Бочкарев А.В., Бочкарев В.А. Катагенез и прогноз нефтегазоносности недр. – М.: ВНИИОЭНГ, 2006. – 226 с.
3. Бронскова Е.И. Структурно-фациальные неоднородности и прогноз продуктивности юрских отложений Верхнеламинского вала (Западная Сибирь) // Дисс. на соиск. ученой степени канд. геол.-минерал. наук. – М., 2018. 149 с.
4. Гутман И.С., Саакян М.И. Методы подсчета запасов и оценки ресурсов нефти и газа. – М.: ООО «Издательский дом Недр», 2017. – 366 с.
5. Кузнецов В.Г. Фации и фациальный анализ в нефтегазовой геологии. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012. – 244 с.
6. Чернова О.С. Литолого-фациальный и формационный анализ нефтегазоносных толщ. – Томск: Изд-во ЦППС НД, 2008. – С. 94 – 116.

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ НА СЕВЕРО-ЛАБАТЬЮГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

И.В. Бузанов

Научный руководитель доцент Г.Ф. Ильина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Северо-Лабатьюганское месторождение нефти расположено на территории Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, в 228 км к северо-западу от г. Сургута. Ближайший населенный пункт с.п. Нижнесортумский находится в 82 км к востоку от месторождения, г. Лянтор расположен в 142 км к северо-востоку от месторождения. Месторождение открыто в 2000 г., введено в разработку в 2004 г. Обводненность продукции на конец 2016 г. составила 58,2 % [1].

Основным разрабатываемым пластом является АС₁₁, который характеризуется сложным строением как по разрезу, так и по площади: отложения развиты неравномерно, в виде самостоятельных отдельных песчано-алевритовых тел, которые распространены в пределах узкой полосы субмеридионального простирания. Песчано-алевритовые породы замещаются в восточном и западном направлениях алевритоглинистыми и глинистыми осадками. Литологически породы представлены тонкослоистым переслаиванием мелкозернистых песчаников, аргиллитов и алевролитов, сформированных в условиях морского бассейна [2].

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является наиболее эффективным методом интенсификации притока жидкости на месторождении [3]. За 2012-2016 гг. проведено 2495 скважино-операций в 1265 скважинах пластов АС₁₀¹ и АС₁₁ (рисунок).



Рис. Динамика проведения ГРП в эксплуатационных скважинах Северо-Лабатьюганского месторождения за 2012-2016 гг.

При проведении работ использовались различные технологии ГРП, имеющие широкий диапазон изменения геометрических параметров трещин. Масса проппанта, которая характеризует объем закрепленной трещины в добывающих скважинах, составила 41,7 т; в нагнетательных скважинах 36,2 т.

Основное количество скважино-операций ГРП проведено по стандартной технологии – 1656 или 66,4 % от общего количества скважин месторождения. Успешность проведения ГРП на фонде скважин пластов АС₁₀¹ и АС₁₁ оценивается на уровне 56,2 %. В период 2012-2016 гг. за счёт ГРП было добыто 18704,97 тыс. т нефти (65,2 % в общей добыче).

Литература

1. Янин А.Н. Проблемы разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. – Тюмень - Курган, Изд-во «Зауралье», 2010. – 608 с.
2. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ. ISBN: 5-8365-0171-8. – Москва, 2004. – 640 с.
3. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 166 с.

ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ПРИЗНАКИ И УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ПОРОД ПЛАСТА АВ₁₄ СОВЕТСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Е.А. Ванюнина

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Объектом исследования являются терригенные отложения продуктивного пласта АВ₁⁴ Советского нефтяного месторождения.

Цель: анализ геологического строения и характеристика продуктивных отложений пласта АВ₁⁴ месторождения.

Задачи: анализ сведений о геологическом строении Советского месторождения; выявление генетических признаков и условий формирования пород пласта АВ₁⁴.

В административном отношении Советское нефтяное месторождение находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области и в Александровском районе Томской области, на расстоянии 15 км от ближайшего населенного пункта – г. Стрежевого (рис. 1) [3].

В геологическом строении месторождения принимают участие терригенные отложения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, залегающие с угловым и стратиграфическим несогласием на дислоцированных образованиях фундамента палеозойского возраста.

В тектоническом отношении Советское месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской плиты на юго-восточном склоне Нижневартовского свода в пределах Соснинского вала и связано с группой локальных поднятий III порядка, осложняющих прицентральный часть Соснинского вала. Согласно нефтегазогеологическому районированию, месторождение относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, Среднеобской нефтегазоносной области, Нижневартовскому нефтегазоносному району.

Объект исследования – пласт АВ₁⁴ – выделяется в приподошвенной части продуктивного горизонта АВ₁, приурочен к отложениям вартовской свиты готерив-баррема [1].